

Finansiering och riskdelning vid investeringar i ny kärnkraft

Energimarknadsinspektionen (Ei) avstyrker förslagen i promemorian. Ei anser att det behövs mer analyser innan det är möjligt att bedöma om den stödnivå som föreslås ger tillräckliga förutsättningar för att en total effekt om minst 2 500 MW ska finnas på plats senast 2035, vad effekterna blir för elmarknaden som helhet och vad kostnaden kan förväntas bli för samhället.

Energimarknadsinspektionens kommentarer

I Ei:s uppdrag ingår att arbeta för väl fungerande energimarknader. Det innebär bland annat att verka för att aktörerna agerar på lika villkor på väl fungerande energimarknader.

Riktade stöd till specifika produktionsslag innebär generellt sett olika villkor för olika aktörer på marknaden men också en lägre effektivitet än teknikneutrala styrmedel. Med det sagt noterar vi att utredningens fokus och uppdrag har varit att lämna förslag på modeller för finansiering och riskdelning för nya kärnkraftreaktorer. Modellen som föreslås ska vara utformad så att kärnkraft med en total effekt om minst 2 500 MW, motsvarande effekten av två storskaliga reaktorer, ska finnas på plats senast 2035.

Ei lämnar nedan kommentarer på utredningens föreslagna modell, förväntade marknadseffekter samt till sist de motiv för särskilt stöd som utredningen presenterar.

Kommentarer på utredningens föreslagna modell

Utredningens förslag har tre komponenter:

- Statliga lån under konstruktionsfasen,
- Prissäkringsavtal – dubbelriktat differenskontrakt (Contract for Difference, CfD) med lösenpris 80 öre/kWh,
- Risk- och vinstdelningsmekanism.

Utredningens förslag kommer att påverka marknadens funktion på flera olika sätt utan att utredningen har analyserat alla effekter. Av förslagets tre komponenter bedömer Ei att det är det föreslagna prissäkringsavtalet som sannolikt påverkar elmarknadens funktionssätt mest och kommenterar därför det utförligt nedan.

Prissäkringsavtalet

Utredningen föreslår ett tvåsidigt differenskontrakt med en löptid på 40 år från planerad rutinmässig driftstart. Avräkning ska ske mot årsgenomsnittspriset med en antagen kapacitetsfaktor på 89 procent de första sex åren. En sådan utformning av differenskontraktet är i huvudsak i linje med elmarknadsförordningen. Utredningen har däremot inte visat att det föreslagna prissäkringsavtalet är en (kostnads)effektiv åtgärd för att lösa ett eller flera av de identifierade marknadsmisslyckandena.

När det gäller incitament för den dagliga driften bedömer Ei att differenskontraktets utformning sannolikt inte snedvrider stödmottagarens incitament i någon större utsträckning. Ersättningen är konstruerad som en klumpsumma baserad på den produktion som en teoretisk anläggning skulle uppnå och som inte beror på den faktiska produktionen på kort sikt. Detta gör att ersättningen genom differenskontraktet är frikopplad från den faktiska produktionen på kort sikt och därmed inte bör påverka producentens budbeteende. Differenskontraktet är således utformat som ett finansiellt kontrakt vilket är lämpligt.

Enligt utredningens förslag ska storleken på compensationen fastställas genom att lösenpriset på 80 öre/kWh räknas av mot referenspriset. Referenspriset utgörs av det årliga genomsnittliga elpriset i producentens elprisområde på dagen före marknaden. Utredningen föreslår att referenspriset ska justeras genom att räkna bort negativa priser vilket är lämpligt eftersom det minskar kärnkraftens incitament att producera el när priserna är negativa samt verkar för en större flexibilitet i den nytillkomna kärnkraften. Trots att timmar med negativa och nollpriser ska exkluderas bort från referenspriset finns det fortfarande en risk för att den nya kärnkraften kommer att ha samma problem som befintlig kärnkraft, dvs. att den kan bidra till att förstärka faser av låga priser (då den är konstruerad för kontinuerlig drift) vilket ger försämrad "capture-rate"¹ för konkurrerande väderberoende kraftslag. Problemet förstärks när det tillkommer ytterligare kärnkraftsproduktion som är oflexibel. Ei noterar att kärnkraften i exempelvis

¹ Med capture rate avses andel av det genomsnittliga spotpriset under en viss period som faktiskt fångas av respektive kraftslag.

Frankrike är betydligt mer flexibel än den befintliga i Sverige. Det vore önskvärt om den nytilkomna kärnkraften kunde ges starkare incitament att bidra med flexibilitet. Detta skulle kunna uppnås genom att exempelvis exkludera även timmar med låga priser upp till en viss nivå från referenspriset. Även löptiden på 40 år skulle kunna kortas ner för att tidigare utsätta den nya kärnkraften för marknaden. Exakt hur sådana incitament bör utformas behöver utredas vidare.

Utredningen har valt ett lösenpris på 80 öre/kWh vilket Ei uppfattar utgår från att det ska ge en internränta på fyra procent och en avkastning på eget kapital på 12,5 procent vid en löptid om 40 år. Det framgår dock inte tydligt varför utredningen valde just de nivåerna och den tidsperioden. Utredningen har inte heller tydliggjort vad den förväntade kostnaden för stödet blir.

Anledningen till att fler och djupare analyser hade varit hjälpsamt är i grund och botten för att utredningen hade behövt visa att den stödnivå som föreslås ger tillräckliga förutsättningar för att en total effekt om minst 2 500 MW ska finnas på plats senast 2035, vad effekterna blir för elmarknaden som helhet och vad kostnaden kan förväntas bli för samhället.

Flera studier² och utredningen själv³ indikerar att det finns en uppenbar risk att LCOE⁴ för kärnkraft har ökat de senaste åren bland annat på grund av att räntenivåerna är högre idag än vad de var för några år sedan. I en relativt ny studie, Lazard (2024)⁵ bedöms kostnaderna för investering i ny kärnkraft i USA ligga på \$182 MWh i huvudscenariot. Omräknat till svenska kronor⁶ motsvarar detta en kostnad på 199 öre/kWh vid 7,7 procent nominell kalkylränta efter skatt som använts av Lazard. Om denna kostnadsnivå är mer representativ för dagens situation än den som anges i *El från nya anläggningar*⁷ innebär det en risk för att den valda stödnivån är för lågt satt och att den aviserade kostnadsramen inte räcker till. Kostnaderna för skattebetalare och konsumenter som via elräkningen förväntas bära kostnaderna riskerar därmed att bli mycket högre än vad

² Energiforsk (2021) *El från nya anläggningar*. Rapport 2021:714.

³ Fi 2023:F, s. 80.

⁴ LCOE (Levelized Cost of Electricity) mäts i öre per kWh och är en sammanslagning av alla förväntade kostnader för uppförande, drift och avveckling under ett kraftverks livslängd fördelat på dess beräknade elproduktion. Kostnaderna är diskonterade med en kalkylränta över livslängden och kan delas in i investeringskostnader, driftskostnader och finansieringskostnader (Energiforsk, *El från nya anläggningar*)

⁵ <https://www.lazard.com/media/xemfey0k/lazards-lcoeplus-june-2024-vf.pdf>. Lazard har sedan 2007 tagit fram investeringskostnader för olika kraftslag och anses allmänt som en relevant källa för den typen av data. Senast hämtat 2024-11-15.

⁶ 1 USD = 10,96 SEK per 2024-11-15.

⁷ Energiforsk (2021) *El från nya anläggningar*. Rapport 2021:714.

utredningens beräkningar visat. Ei menar att det hade varit hjälpsamt om utredningen presenterat känslighetsanalyser för de viktigaste parametrarna i den föreslagna modellen.

Lokaliseringssignaler

Referenspriset utgörs i förslaget av priserna på dagen före-marknaden i elområdet, samtidigt som lösenpriset föreslås vara 80 öre/kWh oavsett vilket elområde producenten befinner sig i. Förslaget innebär således att lokaliseringssignalerna på elmarknaden försvinner och intäkterna för producenten blir oberoende av förutsättningarna i transmissionsnätet. I utredningen saknas en beskrivning av hur lokaliseringen av anläggningarna kan styras till de lägen som är bäst ur ett systemperspektiv. Detta är viktigt inte minst eftersom lokaliseringen lyfts fram som en fördel gentemot andra kraftslag. Lokaliseringen kan också påverka behov och kostnader för det framtida elnätet. Enligt utredningen kan det enskilda projektets bidrag till elsystemet beaktas i samband med prövning om att bevilja stöd till projektet men det framgår inte hur en sådan prövning ska gå till.

Påverkan på investeringar

Det är sannolikt att det föreslagna stödpaketet kommer att påverka investeringsincitament och konkurrens både på den svenska elmarknaden och den inre marknaden för el i Europa. Detta eftersom den subventionerade svenska kärnkraftselen kommer att konkurrera med såväl inhemsk som europeisk elproduktion.

Genom att introducera omfattande stöd till investeringar i ett kraftslag kommer framtida investeringar i kraftslag som inte omfattas av stödet att påverkas. Dessa kraftslag har andra kostnader än kärnkraft men möter samma osäkerheter om framtida efterfrågan som kärnkraften. För att investeringar ska komma till stånd behöver de ha tillräckligt hög förväntad lönsamhet. Ett stöd till ett specifikt kraftslag innebär också att övriga kraftslag får en ökad pris- och volymrisk som kommer med ett kraftigt ökat utbud från ett subventionerat kraftslag.

Med tanke på att kärnkraften bedöms kunna komma på plats tidigast 2035 är det även viktigt att utreda hur investeringarna påverkas fram till dess. Ei ser en uppenbar risk att förslaget kommer att dämpa investeringar i andra kraftslag, vilket potentiellt skulle försämra förutsättningarna för energiomställningen.

Kärnkraften tar tid att bygga och erfarenheten från andra länders kärnkraftsprojekt i närtid är att dessa har drabbats av betydande förseningar. Behovet av ökad produktion och flexibilitet i elsystemet finns redan idag och det är viktigt att

investeringsincitamenten för dessa inte påverkas negativt. Ei:s bedömning är att utredningen inte har presenterat någon djupare analys av hur förslaget om finansiering av kärnkraft kommer att påverka övriga investeringar i kraftproduktion och flexibilitet. Ei anser att påverkan på investeringsincitament för övriga tekniker behöver utredas vidare. I det fall förslagen påverkar investeringsincitamenten i övriga tekniker kan det även vara lämpligt att utreda om detta kan påverka prisbildningen på de kortsiktiga marknaderna på längre sikt.

Konsekvenser för terminsmarknaden

Det föreslagna prissäkringsavtalet riktar sig endast till ny kärnkraft. Det gör att avtalsformen skiljer sig från andra prissäkringsavtal såsom Power Purchase Agreements (PPA) och elderivat. PPA:er och elderivat utgör prissäkringsinstrument för både producenter och förbrukare såsom industrier eller elhandlare medan det föreslagna dubbelriktade differenskontraktet erbjuder prissäkring enbart till producenter. Detta innebär att nya kärnkraftsproducenter som redan är prissäkrade genom differenskontrakt inte kommer att ha incitament att teckna andra prissäkringsavtal eller handla på terminsmarknaden.⁸

Utredningen bedömer att det inte finns skäl att möjliggöra för producenten att ingå andra prissäkringsavtal samtidigt som produktionen kompenseras oförändrat enligt bestämmelserna i differenskontraktet. Konsekvenserna av detta kommer bli att likviditeten på utbudssidan blir mindre än vad den annars skulle ha varit och att övriga aktörer därför får relativt sämre möjligheter att hantera sina risker.

Det finns en asymmetri mellan produktion och förbrukning i enskilda elområden i Sverige. I SE1 och SE2 är det produktionsöverskott, SE3 är relativt balanserat medan SE4 har produktionsunderskott. Om den nya kärnkraften byggs i SE1 och SE3 i enlighet med scenarier i Svenska kraftnäts långsiktiga marknadsanalys⁹ kan obalansen på prissäkringsmarknaden öka om elförbrukningen inte utvecklas som förväntat. Likviditeten på terminsmarknaden påverkas av hur stor asymmetri som råder mellan elproduktion och förbrukning. Ju större asymmetri desto större kan

⁸ Förslaget om prissäkringsavtal i Fi 2023:F (§ 9.5.2) beskriver utformning av marginalkontraktet och kärnkraftens möjligheter till utträde "i det fall kärnkraftsproducenten tecknar andra kontrakt för prissäkring exempelvis så kallade power purchase agreements (PPA) under differenskontraktets giltighetsperiod ska den volym som intecknats i dessa avtal räknas bort från referens kapaciteten. Dock ska andelen producerad el som säljs på de öppna elmarknaderna överstiga 70 procent under differenskontraktets giltighetstid." (s. 190)

⁹ Se Bilaga B (sidor 93–94) i Svenska kraftnäts [Långsiktig marknadsanalys](#)

utmaningarna bli med att hitta motparter, särskilt för prissäkring mellan elområden.

Det finns exempel från andra länder där man vidtagit åtgärder för att uppnå en balans i prissäkringsmöjligheter mellan producenter och förbrukningssidan genom att föra in vissa villkor i differenskontrakten. Ett exempel på detta är Irland där elproducenter har krav på sig att teckna PPA med elhandlare för att kunna bli tilldelade ett differenskontrakt med staten som motpart.¹⁰ Det irländska exemplet är begränsat till PPA med elhandlare och kommer med flera utmaningar och konsekvenser. Andra utformningar på differenskontrakt och dess konsekvenser behöver utredas mer för svenska förhållanden.

Ei kan konstatera att förslaget får effekter för aktörers möjlighet till prissäkring. Dock behövs mer analys för att undersöka vilka konsekvenser det föreslagna differenskontraktet har på den finansiella marknaden för elderivat och finansiella PPA samt vilka alternativ som finns för att undvika snedvridningar på marknaden.

Kommentarer kopplade till påverkan på elpris, investeringar och konsekvensanalys

Utredningen konstaterar att effekterna på elsystemets kostnader såväl som på elpriset är svårbedömda. Ei instämmer i den bedömningen men menar att förslaget sannolikt kommer att påverka elmarknadens funktion på flera plan. Utredningen anför minskad volatilitet i elpriset som ett motiv för att införa ett statligt stöd till kärnkraft. Minskad volatilitet bedöms vara positiv för exempelvis kostnader för elprissäkring samt ge lägre kostnader för systemdriften. Ei vill dock lyfta fram att det finns andra tekniker som kan påverka prisvolatilitet och bidra med systemnyttor. Utredningen har inte gjort någon kostnadseffektivitetsanalys av dessa tekniker. Efterfrågefleksibilitet och energilagring är två exempel på sådana tekniker. Ei har i rapporten *Främjande av ett mer flexibelt elsystem* visat att det finns goda förutsättningar för att nya flexibilitetsresurser kan komma på plats och ge stora bidrag till elsystemet inom en snar framtid.¹¹ Flexibilitetsresursernas potential har i senare preliminära studier uppskattats vara ännu högre.¹²

Volatilitet i elpriser skapar marknadsmässiga förutsättningar att investera i lagring av el och i efterfrågefleksibilitet. Ei ser en risk i att om de prissignaler som finns på marknaden störs, i kombination med risken att lönsamheten för flexibla resurser

¹⁰ Se §9.7 Terms and Conditions for the Fourth Competition under the Renewable Electricity Support Scheme RESS 4, Maj 2024.

¹¹ *Främjande av ett mer flexibelt elsystem*, Ei R2023:18

¹² Initiala resultat: Flexibilitetspotentialer till år 2030 – PowerCircle - FlexAbility, 2024

minskar på längre sikt på grund av utbyggnaden av kärnkraften, kan det leda till att viktiga investeringar inom flexibilitet, som skulle kunna ske i närtid, uteblir. Effekten på investeringar i flexibilitet har inte diskuterats i tillräcklig omfattning i förslaget. Vidare fokuserar förslaget på produktions- och importflexibilitet när kostnaderna för flexibilitetsresurser diskuteras medan möjligheterna för efterfrågefexibilitet inte har beaktats.

Investeringar i elnät

Den pågående energiomställningen innebär att omfattande investeringar behöver göras i elnätet. Ett investeringsbehov på närmare 1 000 miljarder kronor har lyfts fram i olika sammanhang.¹³ Användningen av elnäten påverkar investeringsbehoven och ett mer effektivt utnyttjande av elnäten kan minska utbyggnadsbehoven. Utredningen gör ingen egen bedömning av huruvida investeringar i elnätet kan undvikas om ny kärnkraft byggs ut utan hänvisar till Svenska kraftnäts långsiktiga scenarioanalyser.¹⁴ Enligt rapporten är behovet av nätutbyggnad om bara vindkraften byggs ut (i ett scenario "elektrifiering förnybart") betydligt större än om även kärnkraften byggs ut (i ett scenario "elektrifiering planerbart"). Svenska kraftnät redogör dock inte för de kostnader som kan undvikas.

Ei instämmer i slutsatsen om att olika kraftproduktionsmixar sannolikt påverkar elnäten olika. Erfarenheten visar också att placering av stora produktionsenheter är viktig för nätets överföringsförmåga och drift. Det betyder att placeringen av eventuell ny kärnkraft sannolikt är viktig för kostnaderna. Ei efterlyser därför ytterligare analys för att utvärdera om utbyggnaden av kärnkraften kan leda till besparingar på elnätssidan och hur det i så fall påverkar de totala kostnaderna.

Konsekvensanalysen behöver kompletteras

Konsekvensanalysen ska enligt utredningsdirektivet även bedöma förslagets konsekvenser för elmarknaden och hur investeringsförutsättningarna påverkas för de aktörer som inte omfattas av den finansierings- och riskdelningsmodell utredaren föreslår. Ei:s bedömning är att utredningen inte på ett tillfredställande sätt har analyserat hur förslaget för finansiering av kärnkraft kommer att påverka övriga investeringar i kraftproduktion och flexibilitet. Ei anser att påverkan på investeringsincitament för övriga tekniker behöver utredas vidare.

¹³Investeringar i elnätet - Energiföretagen Sverige 2024-11-10.

¹⁴ Fi 2023:F, s. 266

Kommentarer kopplade till motiv för särskilt stöd

Utredningen presenterar ett antal olika skäl som motiv till varför kärnkraft behöver ett särskilt stöd. Ei har följande förslag och kommentarer kopplade till de presenterade skälen.

Avsaknad av ersättning för systemnyttor

Utredningen identifierar flera systemnyttor som kärnkraften kan bidra med och nämner att kärnkraften inte får ersättning för dessa nyttor idag. Ei delar denna syn. Avsaknaden av ersättning bedöms innebära problem vad gäller prissignaler och investeringsincitament. Ett särskilt stöd till kärnkraft för systemnytta behöver dock inte vara det enda sättet att ge ersättning och skapa incitament att tillhandahålla de efterfrågade nyttorna. Potentiellt finns det andra energislag som också kan bidra med dessa systemnyttor.

Ett alternativ som inte analyserats inom ramen för utredningen är att se över vad som ska ersättas inom ramen för nätnyttoersättningen. Ett andra alternativ kan vara att se över vilka egenskaper som ingår i en nättariff. Exempelvis en inmatningstariff kan med fördel vara både positiv och negativ beroende på om det handlar om kostnader eller nyttor för systemet.¹⁵ Vidare kan reaktiv effekt ingå som en komponent i nättariffer.

Ytterligare ett alternativ är att skapa en marknad för dessa systemnyttor. Ei kan konstatera att det i elmarknadsdirektivets artikel 40.1 och 40.4–40.5 ställs krav på just detta när det kommer till icke-frekvensrelaterade systemtjänster. Genom att skapa en marknad för de tjänster som bedöms inte vara prissatta idag kan konkurrens introduceras och en given nivå på systemnyttorna uppnås kostnadseffektivt. Utredningen har inte analyserat detta alternativ. Det finns forskningsrapporter som utreder hur detta kan göras, exempelvis *En teknikneutral elmarknad – med en effektiv elmarknadsdesign och nättariffstruktur*¹⁶ beskriver mer detaljerat hur ett system med ersättning för systemnyttor skulle kunna utformas.

Prissättning av risker

Utredningen beskriver att finansmarknaden inte har förmåga att effektivt prissätta och allokera riskerna förknippade med kärnkraftsinvesteringar. Resultatet blir enligt utredningen att priset på risk blir för högt och kärnkraftsprojekt inte blir

¹⁵

https://www.acer.europa.eu/sites/default/files/documents/Publications/ACER_electricity_network_tariff_report.pdf

¹⁶ <https://www.ifn.se/media/tvzcnrd0/2023-holmberg-tanger%C3%A5s-en-teknikneutral-elmarknad-med-en-effektiv-elmarknadsdesign-och-n%C3%A4ttariffstruktur.pdf>

kommersiellt gångbara. Det är dock naturligt att projekt förknippade med höga risker resulterar i en hög investeringsränta vilket inte i sig utgör ett marknadsmisslyckande.

När det gäller projektens intäktssida så är osäkerheten kring elprisutvecklingen för flera decennier framåt i tiden mycket stor. Därför blir också priset för att säkra sig mot variationer i elpriset stort. Osäkerheten är dock inget marknadsmisslyckande i sig men skulle kunna motivera särskilt stöd. Den analys som utredningen gjort är dock inte tillräcklig för att kunna dra slutsatsen att det föreslagna stödet är träffsäkert och samhällsekonomiskt effektivt.

Läroeffekter

Utredningen bedömer det som svårt att räkna hem några läroeffekter för de första 4000–6000 MW i Sverige. Därför bör enligt utredningen alla projekt inom programmet betraktas som "first of a kind" och därför erhålla liknande villkor. Utredningen menar att en del av subventionerna till kärnkraften kan motiveras utifrån de positiva externaliteter som läroeffekterna utgör. Läroeffekterna uppstår dock först vid bygget av kärnkraft utöver 4000–6000 MW, vilket ligger utanför den mängd kärnkraft som uppdraget specificerar.

Positiva läroeffekter kan dock inte tas för givet och det finns flera studier som visar på motsatta resultat dvs. negativa läroeffekter.¹⁷ Eftersom det är oklart om det är samma typ av kärnkraftsreaktorer som kommer att byggas framöver går det rimligtvis inte att säga något entydigt om de eventuella läroeffekterna. Det hade dock varit lämpligt om utredningen hade beskrivit hur de av utredningen beskrivna läroeffekterna skulle kunna realiserars.

Osäkerheter i hur regeringens planeringsmål för elsystemet kan nås

Utredningen lyfter att det finns en osäkerhet om regeringens planeringsmål kan nås med enbart vindkraftsutbyggnad och om ett sådant system kan driftsäkras och balanseras till rimliga kostnader. Utredningen menar att ett stöd till kärnkraft kan motiveras med att ett sådant stöd kan vara kostnadseffektivt i förhållande till regeringens planeringsmål. Utredningen visar dock inte i en analys att så är fallet.

¹⁷ *The costs of the French nuclear scale-up: A case of negative learning by doing* <https://pure.iiasa.ac.at/id/eprint/9242/>; Cooper, M., 2010. *Policy Challenges of Nuclear Reactor Construction: Cost Escalation and Crowding Out Alternatives*. Institute for Energy and the Environment, Vermont Law School; och *Technological learning: Lessons learned on energy technologies - Haas - 2023 - WIREs Energy and Environment - Wiley Online Library*

Vidare uttrycker utredningen att det finns ett samhällsekonomiskt värde i att utbyggnaden av det svenska elsystemet inte vilar enbart på vindkraft utan den utgörs av en mer balanserad elproduktionsmix. Ei delar synen om en balanserad produktionsmix men vill lyfta att väl fungerande marknader med prissättning baserat på utbud och efterfrågan, konkurrens och korrekt prissättning på alla marknadsplattformar, inklusive prissättning av de systemnyttor och kostnader som olika aktörer bidrar med skapar rätt förutsättningar för en kraftproduktionsmix som minimerar systemkostnaderna och maximerar samhällsnyttan.

Beslut om detta yttrande har fattats av generaldirektören Ulrika Hesslow. Vid den slutliga handläggningen deltog även ställföreträdande generaldirektören och chefsekonomen Therése Hindman Persson, chefsjuristen Göran Morén, enhetschefen och biträdande chefsekonomen Jens Lundgren samt nationalekonomen Rinat Mukminov, föredragande.

Beslutet har fattats digitalt och saknar därför underskrifter.

Ulrika Hesslow

Rinat Mukminov

Remissvaret publiceras på Ei:s webbplats.